

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

ФГУП «СНИИМ»

В.Ю. Кондаков

«26» декабря 2018 г.



Система коммерческого учета сырья резервуарного парка
в резервуарах вертикальных стальных РВС 1, РВС 2, РВС 3
УПН Юрубчено-Тохомского месторождения
АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»

Методика поверки

МП-174-РА.RU.310556-2018

г. Новосибирск

2018 г.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на Систему коммерческого учета сырья резервуарного парка в резервуарах вертикальных стальных РВС 1, РВС 2, РВС 3 УПН Юрубчено-Тохомского месторождения АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» (далее – Система), предназначенную для измерений уровня, температуры и давления, вычисления массы брутто и нетто товарной нефти, принятой в резервуары вертикальные стальные РВС 1, РВС 2, РВС 3.

1.2 Первичная поверка проводится при вводе в эксплуатацию Системы, а также после ремонта.

1.3 Периодическая поверка проводится по истечении интервала между поверками.

1.4 Интервал между поверками – 2 года.

1.5 Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав Системы поверяют с интервалом между поверками и по методикам поверки, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки какого-либо СИ наступает до очередного срока поверки Системы, поверяется только это СИ. При этом поверка Системы (в том числе в части измерительного канала, в состав которого входит это СИ) не проводится.

1.6 Замена СИ, входящих в состав измерительных каналов (далее – ИК) Системы, на однотипные допускается при наличии у последних действующих результатов поверки. При этом поверка Системы (в том числе в части ИК, в состав которого входит это СИ) не проводится.

1.7 Допускается проведение поверки отдельных автономных блоков из состава Системы, обеспечивающих измерение уровня, температуры и давления, а также вычисления массы брутто и нетто товарной нефти отдельно для каждого из резервуаров РВС 1, РВС 2, РВС 3 в соответствии с заявлением владельца Системы с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки
1 Внешний осмотр	7.1
2 Опробование	7.2
3 Проверка метрологических характеристик	7.3
4 Проверка идентификационных данных программного обеспечения	7.4

2.2 При получении отрицательного результата при проведении какой-либо из операций поверка прекращается.

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки применяют средства измерений приведенные в таблице 2.

3.2 При проведении поверки СИ, входящих в состав системы, применяют средства поверки, указанные в документах на методики поверки, приведенных в таблице 3.

Таблица 2 – Средства поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки
7.2	Измеритель-регистратор температуры и относительной влажности EClerk-M-11-RHT (Рег. № 61870-15) Температура: от минус 40 до плюс 70 °С ПГ $\pm 1,0$ °С Относительная влажность: от 10 до 90 % ПГ ± 3 %
7.2	Измеритель абсолютного и дифференциального давления газа МБГО-2. (Рег. № 39837-08) Диапазон измерений от 40 до 150 кПа, ПГ $\pm(30+0,001 \cdot P)$ Па
Примечания: Допускается использование других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик Системы с требуемой точностью.	

Таблица 3 – Методики поверки СИ, входящих в состав системы

Наименование СИ	Документ
Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий STARDOM (регистрационный номер № 27611-14)	МП 27611-14 «Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие STARDOM. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 01.09.2014г.
Уровнемеры радиоволновые УЛМ, исполнение УЛМ-11 (регистрационный номер №16861-08)	УЛМ0.01015 МП «Уровнемеры радиоволновые УЛМ. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 24.11.2008г.
Преобразователи линейных перемещений ПЛП, модель 2108Н-Ех-У (регистрационный номер № 53393-13)	ВГАР.407533.001 МП «ГСИ. Преобразователи линейных перемещений ПЛП. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФБУ «ЦСМ Московской области», Центральное отделение в январе 2013 г.
Измерители многофункциональные TGD, модель TGD-P1-B40-T11 (регистрационный номер № 40124-17)	МП 206-012-2016 «Измерители многофункциональные TGD. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 10.11.2016г.
Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*, мод. EJX110A, EJX210A (регистрационный номер № 59868-15)	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки» с изменением №1, утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 14.11.2016г.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 Поверка выполняется специалистами, аккредитованной в установленном порядке метрологической службы, ознакомившимися с технической и эксплуатационной документацией и настоящей методикой поверки.

4.2 При проведении поверки должны быть соблюдены требования предусмотренные правилами промышленной безопасности и охраны труда, действующими на территории объектов АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания», федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

4.3 Должны выполняться требования действующих нормативных актов, инструкций по охране труда и окружающей среды.

4.4 При проведении поверки должны соблюдаться требования безопасности, изложенные в «Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей» и эксплуатационной документации Системы и ее компонентов.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

5.1 Условия поверки измерительных компонентов Системы указаны в методиках поверки на эти компоненты.

5.2 Условия поверки Системы должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Перед проведением поверки выполнить следующие подготовительные работы:

- провести организационно-технические мероприятия по доступу поверителей к местам установки компонентов Системы;
- провести организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования.

6.2 Проверить наличие и работоспособность средств поверки, перечисленных в таблице 2.

6.3 Подготовить средства поверки к работе в соответствии с требованиями их эксплуатационной документации.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 Внешний осмотр проводят визуально без снятия напряжения питания с компонентов ИК.

7.1.2 При проведении внешнего осмотра должно быть установлено:

- отсутствие механических повреждений компонентов, входящих в состав Системы;
- состояние линий связи, разъемов и соединительных клеммных колодок, при этом они не должны иметь повреждений, деталей с ослабленным или отсутствующим креплением;
- наличие и целостность пломб в местах, предусмотренных эксплуатационной документацией;
- соответствие состава и комплектности Системы паспорту;
- наличие маркировки линий связи и компонентов ИК;
- заземление компонентов системы, работающих под напряжением.

7.1.3 Результаты проверки считают положительными, если монтаж СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов Системы, внешний вид и комплектность Системы соответствуют требованиям эксплуатационной документации, средства измерений, входящие в состав измерительных каналов опломбированы в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на них.

7.2 Опробование

7.2.1 Перед опробованием Системы в целом необходимо выполнить проверку функционирования ее компонентов.

7.2.2 При опробовании линий связи проверяется:

- поступление информации по линиям связи;
- наличие сигнализации об обрыве линий.

7.2.3 Проверку функционирования и исправности линий связи проводят с рабочего места оператора путем визуального наблюдения на экране текущих значений измеряемых параметров и архивных данных в установленных единицах.

7.2.4 При опробовании Системы проверяется:

- сохранение результатов измерений с привязкой даты и времени;
- возможность вывода на печать графиков и форм отчетности;
- сохранность в памяти информации о нештатных ситуациях с привязкой даты и времени.

7.2.5 Результаты проверки считают положительными, если на экран выводится информация об измерениях уровня, температуры, давления, массы и значения градуировочных таблиц на резервуары.

7.3 Проверка метрологических характеристик

7.3.1 Проверяют наличие действующих результатов поверки СИ, входящих в состав Системы. При этом знаки поверки должны быть нанесены на СИ, и (или) на свидетельства о поверке СИ, и (или) в паспорт (формуляр) СИ.

7.3.2 При наличии действующих результатов поверки метрологические характеристики ИК уровня, температуры, давления принимают равными значениям, приведенным в их эксплуатационной документации.

7.3.3 Проверяют наличие действующих градуировочных таблиц на все резервуары. Результат проверки считают положительным, если на все резервуары есть действующие градуировочные таблицы и значения из градуировочных таблиц совпадают со значениями занесенными в систему.

7.3.4 Пределы допускаемой относительной погрешности δ_m измерений массы брутто нефти, %, вычисляют по формуле 29 ГОСТ 8.595 для вертикальных цилиндрических резервуаров:

$$\delta_m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_p^2 + \delta_K^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_p – относительная погрешность измерений гидростатического давления, %;

δ_K – относительная погрешность составления градуировочной таблицы резервуара, %;

δ_N – пределы относительной погрешности вычислений массы нефти ПО «КПТС Stardom-Flow», %, $\delta_N = \pm 0,001$ %.

7.3.5 Относительную погрешность измерений гидростатического давления δ_p , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_p = \pm \frac{P_{ВПИ}}{P} \cdot \gamma_p, \quad (3)$$

где γ_p – пределы допускаемой приведенной погрешности измерений гидростатического давления, %

$P_{ВПИ}$ – диапазон измерений гидростатического давления, кПа

P – значение гидростатического давления, кПа

7.3.6 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто, δ_{mn} , %, вычисляют по формуле:

$$\delta_{mn} = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta_{W_{MB}}^2 + \Delta_{W_{МП}}^2 + \Delta_{W_{XC}}^2}{\left(1 - \sqrt{\frac{W_{MB} + W_{МП} + W_{XC}}{100}}\right)^2}}, \quad (4)$$

где δ_m – относительная погрешность измерений массы брутто, нефти, %

W_{MB} – массовая доля воды в товарной нефти, %, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в товарной нефти, %, определенная в лаборатории по ГОСТ 6370

$W_{ХС}$ – массовая доля хлористых солей в товарной нефти, %, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534

7.3.7 Массовую долю хлористых солей в нефти $W_{х.с.}$, %, вычисляют по формуле:

$$W_{х.с.} = 0,1 \frac{\phi_{х.с.}}{\rho_v} \quad (5)$$

где $\phi_{х.с.}$ – концентрация хлористых солей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534, мг/дм³;

ρ_v – плотность нефти в условиях определения концентрации хлористых солей в нефти, кг/м³.

7.3.8 Если измеряют не массовую, а объемную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле:

$$W_v = \frac{\phi_v \cdot \rho_v}{\rho_v} \quad (6)$$

где ϕ_v – объемная доля воды в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477, %;
 ρ_v – плотность воды, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³;

ρ_v – плотность нефти, приведенная к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³.

7.3.9 Абсолютные погрешности определений массовых долей воды и механических примесей, %, для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле:

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (7)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 6370 выраженные в массовых долях.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости g . Значение сходимости $g_{х.с.}$, выраженное в ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в массовые доли по формуле:

$$r = \frac{0,1 r_{х.с.}}{\rho} \quad (8)$$

где $r_{х.с.}$ – сходимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм³ (г/м³);

ρ – плотность нефти при температуре измерений массы нефти, кг/м³.

7.3.10 Результаты проверки считают положительными, если:

- все СИ, входящие в состав Системы, имеют действующие результаты поверки;
- на все резервуары есть действующие градуировочные таблицы и значения из градуировочных таблиц совпадают со значениями занесенными в систему;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти не превышают 0,50 % массы брутто товарной нефти, 0,60 % массы нетто товарной нефти.

- 7.4 Проверка идентификационных данных программного обеспечения
- 7.4.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения проводят путем сравнения идентификационных данных модулей ПО КПТС «Stardom-Flow» с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и указанных в описании типа.
- 7.4.2 Идентификационные признаки (контрольная сумма CRC16) применяемых модулей отображаются программой конфигурирования вычислителей «С-Flow» из состава ПО КПТС «Stardom-Flow» установленной на инженерной станции.
- 7.4.3 Результат проверки идентификационных данных ПО считают положительным, если номер версии ПО и контрольная сумма совпадают с приведенными в описании типа.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

- 8.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.
- Положительные результаты поверки Системы оформляют свидетельством о поверке в соответствии с приказом Минпромторга РФ № 1815 от 2 июля 2015 г. На обратной стороне свидетельства о поверке или в приложении к свидетельству о поверке приводят указание о том, что свидетельство о поверке системы считается действующим при наличии действующих результатов поверки на все СИ, входящие в состав Системы и поверяемые отдельно.
- 8.2 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.
- 8.3 Результаты поверки считают отрицательными, если при проведении поверки установлено несоответствие хотя бы по одному из пунктов настоящей методики.
- 8.4 Отрицательные результаты поверки оформляют выдачей извещения о непригодности.

БИБЛИОГРАФИЯ

- ГОСТ 8.570-2000 Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки
- ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
- ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей
- ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей
- ГОСТ Р 8.595-2004 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методам выполнения измерений